

2015年度冬季の電力需給見通し について

1. 需給検証の考え方

1. 需給検証の考え方（①基本的な考え方）

<需要>

- 需要については、基本的に2011年度冬季並みの厳寒（北海道は2010年度、東京及び東北は2013年度）を想定。これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映。

<供給>

- 各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分精査しつつ、可能な限り供給力を積み上げ。各電力会社間の電力融通も加味。

<需給バランス>

- 各電力会社の需給バランスだけではなく、9社、東日本・中部及び西日本といった広域的な視点で安定供給可能か、需給バランスを検証。



<需給対策>

- データや分析手法を明らかにすることにより、客観性・透明性を確保した需給検証を踏まえ、必要な場合は、政府として数値目標付の節電要請などの電力需給対策を決定。

1. 需給検証の考え方 (②需要面、供給面)

需要面

①2015年度冬季の需要想定

- 気温影響: 2011年度冬季並みの厳寒を想定。
(北海道は2010年度、東京及び東北は2013年度冬季並)
- 経済影響: 直近の経済見通しを反映。
- 節電影響: 2014年度冬季からの節電継続率を反映。

P5~

②需給調整契約状況

- 計画調整契約、随時調整契約の見込み。

P9

供給面

①火力発電

- 保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査の繰り延べ等で供給力を確保。
- 長期停止火力や被災火力の再稼働の見通しを反映。
- 自家発購入、緊急設置電源の設置又は増出力を見込む。

P12~

②水力発電

- 渇水等を想定し、安定的に見込める出力を評価。
- 保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査を繰り延べして供給力を確保。

P20~

③揚水発電

- 夜間の余剰電力、発電時間の長さ等により供給力を評価。

P23

④太陽光発電・風力発電・地熱発電

- 安定的に見込める出力を評価。

P24~

⑤融通

- 需給が厳しい電力管内に対して、電力融通を実施。

P31

⑥供給予備率

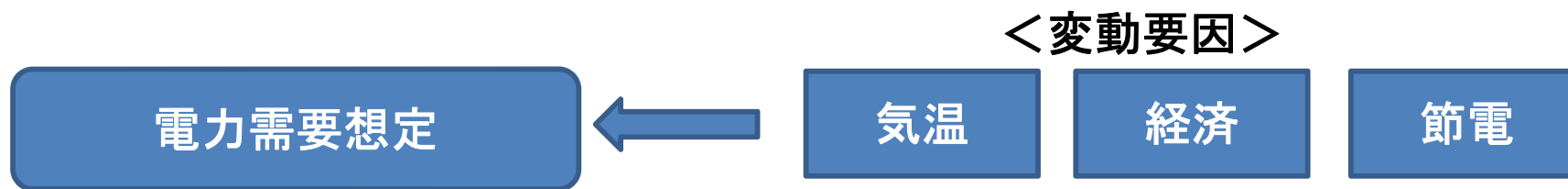
- 瞬動的な需要変動や計画外の電源脱落等に対応するための予備率を確保。

P32

2. 需要について

1. 2015年度冬季の需要想定について

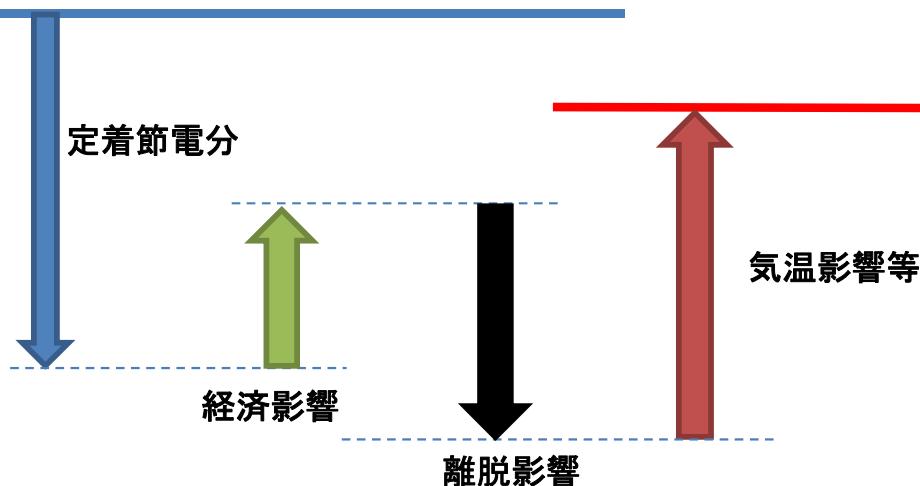
- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2015年度冬季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。
 - ① 気温影響：2011年度冬季並みの厳寒を想定。（北海道電力は2010年度、東北電力及び東京電力は2013年度並の厳寒を想定）
 - ② 経済影響：直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮。
 - ③ 節電影響：2014年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2015年8～9月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。



算出の方法

2010年度冬季需要(実績)

- ・気温: やや寒い
- ・経済: 通常
- ・節電: なし(ベース)



2015年度冬季需要の前提

- ・気温: 厳寒を想定
- ・経済: 直近の経済見通し
- ・節電: 定着分を考慮

2. 2015年度冬季の経済影響等について

- 経済影響等については、直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮した上で、新電力への離脱の影響を加味して算出。
- 2015年度冬季の経済影響については、「平成27年度の経済動向について(内閣府年央試算)」(2015年7月22日内閣府)によれば、「地方への好循環拡大に向けた緊急経済対策」を具体化する平成26年度補正予算及び平成27年度予算の着実な実行や賃金上昇を定着させ投資を促進させるための環境整備等の取組等により、雇用・所得環境が引き続き改善し、好循環が更に進展するとともに、交易条件も改善する中で、堅調な民需に支えられた景気回復が見込まれ、GDP、IIPの見通しは対前年度成長率が上昇。需要への影響は全国合計で2010年度比で+150万kWとなる。(2014年度からは+26万kW)
- 地域経済の実勢や、大規模工場の操業縮小や撤退等により、2010年度比でマイナスとなる電力管内もある。

○2015年度の経済見通し

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
実質GDP (兆円)	512.7 (+3.5%)	514.7 (+0.4%)	519.8 (+1.0%)	530.6 (+2.1%)	525.9 (▲0.9%)	532.2 (+1.2%)
IIP (2010年=100)	99.4 (+8.8%)	98.7 (▲0.7%)	95.8 (▲2.9%)	98.9 (+3.2%)	98.5 (▲0.4%)	99.7 (+1.2%)

1 ()は対前年度増加率

2 2015年度経済見通しについては、2015年8月17日に内閣府が発表した2015年4-6月期のGDP速報後に、主要シンクタンク17社が試算したデータをもとに推計。

なお、政府の経済動向(7月22日内閣府)においては、2015年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+1.5%、+1.9%(対前年度比)となる。

(単位:万kW)

○2015年度冬季の経済影響等(対2010年度冬季差)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2015年度 経済影響等	▲1	+17	▲206	+12	▲98	▲3	▲18	▲14	▲38	▲346
内 訳	経済影響	+10	+34	+71	+53	+6	▲2	▲10	▲7	+150
	新電力への 離脱影響	▲11	▲17	▲277	▲41	▲104	▲1	▲8	▲7	▲496

(単位:万kW)

(参考)2014年度冬季の経済影響(対2010年度冬季差(見通し))

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2014年度 経済影響	+9	+9	+72	+62	+10	▲3	▲24	▲9	▲2	+124

3. 2015年度冬季の節電影響について(1/2)

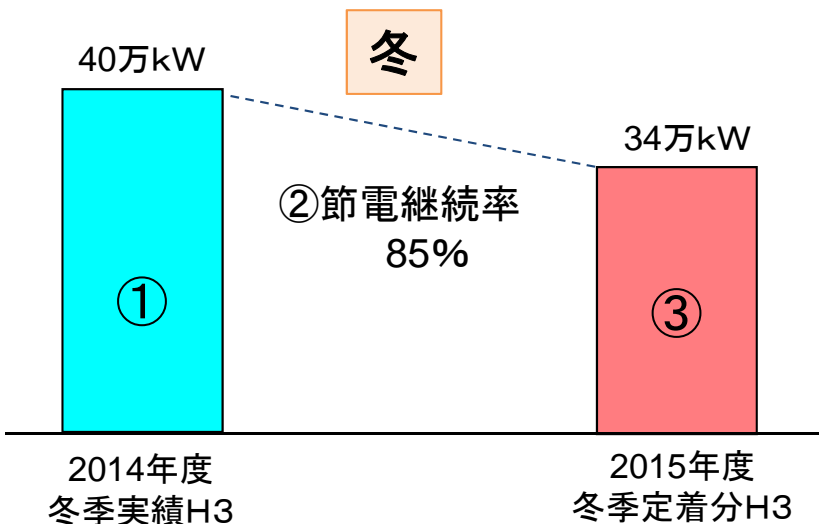
- 2014年度冬季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査¹を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2015年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別(大口、小口、家庭)に2015年度冬季の継続率²を算出。
- 2014年度冬季の節電実績^①に、2015年度冬季の継続率^②を乗じて、2015年度冬季の定着節電^③を算出。

1 2015年度冬季において、2014年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:8月下旬~9月上旬)。

2 「2014年度冬季節電を実施した」と回答した人のうち、「2015年度冬季節電を継続する」×「2015年度冬季に2014年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

例) 北海道電力

- (1) 2015年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、大口、小口、家庭の2015年度冬季の継続率はそれぞれ、83%、90%、80%となる。
- (2) 2014年度冬季節電実績40万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2015年度冬季の定着節電34万kWを算出。



	大口	小口	家庭	(合計)
2014年度冬季節電実績①	10万kW	15万kW	15万kW	40万kW
継続率②(アンケート ×)	83%	90%	80%	85%
)2015年度冬季、節電を継続する	96%	96%	91%	—
)2015年度冬季も2014年度冬季 と同等の節電を継続する	86%	93%	88%	—
2015年度冬季定着節電(①×②)	8万kW	14万kW	12万kW	34万kW

3. 2015年度冬季の節電影響について(2/2)

○ 前ページの算出方法のもと、各社毎に定着節電を算出。

○2015年度冬季の節電影響

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2014年度冬季 節電実績	▲40 [▲6.9%]	▲36 [▲2.6%] ^{注2}	▲443 [▲8.6%]	▲75 [▲3.2%]	▲118 [▲4.4%]	▲12 [▲2.3%]	▲16 [▲1.5%]	▲29 [▲5.6%]	▲49 [▲3.2%]
備考	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
②継続率	85%	83%	91%	87%	86%	83%	88%	86%	88%
③2015年度冬季 定着節電 (①×②)	▲34 [▲5.9%]	▲30 [▲2.1%]	▲402 [▲7.8%]	▲65 [▲2.8%]	▲101 [▲3.8%]	▲10 [▲1.9%]	▲14 [▲1.3%]	▲25 [▲4.8%]	▲43 [▲2.8%]
(参考) 2010年度冬季 最大電力需要	579	1,470 (1,398) ^{注2}	5,150	2,342	2,665	528	1,074	520	1,533

(参考)過去の節電実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2011年度冬季 節電実績	▲13 [▲2.2%]	▲30 [▲2.1%] ^{注2}	▲269 [▲5.2%]	▲63 [▲2.7%]	▲113 [▲4.2%]	▲16 [▲3.0%]	▲15 [▲1.4%]	▲14 [▲2.7%]	▲87 [▲5.7%]
②2012年度冬季 節電実績	▲30 [▲5.2%]	▲30 [▲2.1%] ^{注2}	▲442 [▲8.6%]	▲65 [▲2.8%]	▲126 [▲4.7%]	▲18 [▲3.4%]	▲17 [▲1.6%]	▲27 [▲5.2%]	▲75 [▲4.9%]
②2013年度冬季 節電実績	▲34 [▲5.9%]	▲35 [▲2.5%] ^{注2}	▲446 [▲8.7%]	▲65 [▲2.8%]	▲149 [▲5.6%]	▲17 [▲3.2%]	▲16 [▲1.5%]	▲27 [▲5.2%]	▲63 [▲4.1%]

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。

注2)2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,398万kWとの節電率。

4. 2015年度冬季の需給調整契約

- 需給調整契約には計画調整契約と随時調整契約の2種類があるが、平日の昼間から夜間などに電気の使用を計画的に振り替える計画調整契約の契約見込みを、定着節電として電力需要想定に織り込む。
- 他方、随時調整契約については需給ひっ迫時のみに発動する需給調整契約のため、需給ひっ迫が生じない場合には需要想定に予め織り込まない。
- 2015年度冬季の現時点の両契約の見込みは、2014年度冬季の見通しと比べ微減。

○2015年度冬季の需給調整契約見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	5万kW	12万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	17万kW
随時調整契約電力	20万kW	26万kW	152万kW	71万kW	37万kW	21万kW	109万kW	35万kW	31万kW	502万kW

(参考)2014年度冬季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	5万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	17万kW	37万kW
随時調整契約電力	15万kW	31万kW	160万kW	73万kW	35万kW	21万kW	113万kW	35万kW	36万kW	519万kW

(参考)需給調整契約の概要

①計画調整契約

夏季・冬季のピーク期間中、平日の昼間から夜間や休日などに電気の使用を計画的に振り替える契約(契約時期:毎年度春先～)。調整電力及び調整時間の実績により、電気料金が割り引かれる。

②随時調整契約

需給の逼迫時に、電力会社からの事前通告(即時、1～3時間前、前日)によって電力の使用を抑制する契約(契約時期:毎年度春先～)。「発動の有無に関わらず毎月割引」及び「発動時の実施割引」により、電気料金が割り引かれる。事前割引のないものも存在。

5. 2015年度冬季の需要見通しについて

- 需要見通しの作成にあたり、信頼性を高めるため、最大需要日ではなく、最大3日平均(H3)ベースで評価。
- 前述で算出した定着節電(H3)及び経済影響等(H3)から、2015年度冬季需要(H3)を作成し、冬季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2015年度冬季最大電力需要(H1)を算出。

○2015年度冬季(1月)の需要見通しについて

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2010年度冬季 最大3日平均(H3)	572	1,462 (1,390) 注1	5,077	2,327	2,628	525	1,061	513	1,528
②気温影響H3注2	0	+25	+279	+48	+9	+9	+19	+13	+53
③経済影響等H3	▲1	+17	▲206	+12	▲98	▲3	▲18	▲14	▲38
④定着節電H3	▲34	▲30	▲402	▲65	▲101	▲10	▲14	▲25	▲43
⑤2015年度冬季 最大3日平均(H3) (①+②+③+④)	537	1,402	4,748	2,322	2,438	521	1,048	487	1,500
⑥最大電力需要(H1) / 最大3日平均(H3)比率注3	× 1.011	× 1.010	× 1.019	× 1.015	× 1.024	× 1.015	× 1.018	× 1.021	× 1.010
⑦2015年度冬季 最大電力需要(H1) (⑤×⑥)	543	1,416	4,840	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515



注1) 震災影響分(▲約70)を考慮後の需要 注2) 2011年度を厳寒と想定。ただし、北海道電力は2010年度、東北電力及び東京電力は2013年度並みの厳寒を想定。
注3) 冬季H1/H3比率の過去5カ年平均。

試算例) 関西電力の場合



$$2,628① + 9② - 98③ - 101④ = 2,438⑤$$



$$2,438⑤ \times 1.024⑥ = 2,496⑦$$

3. 供給力について

1. 火力の定期検査時期の調整について(1/2)

- 電気事業法に基づき、ボイラーは2年毎、タービンは4年毎に定期検査を実施する必要がある。
- 震災以降、需給状況が厳しいため、2015年度冬季においても需給ひっ迫を回避する観点から、震災特例等の活用により、可能なものは、火力発電所の定検の繰り延べ等を行うが、一部発電所については設備の信頼度維持の観点から定検が必要。
- 前回定期検査終了から2年以上経過した発電所は107箇所あるが(全体の約4割程度)、このうち、
 - ① 震災特例により定期検査を繰り延べた発電所は合計で49発電所(全体の2割程度)
 - ② 震災特例等により、前回法定点検終了後からの運転期間が4年超の発電所は5発電所(全体の2%程度)

○前回法定定期検査終了後からの運転期間

前回法定定期検査終了後から 運転期間(H27.10.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
2年未満	181	62.8%
2年以上3年未満	48	16.7%
3年以上4年未満	22	7.6%
4年以上5年未満	2	0.7%
5年以上	3	1.0%
(定期検査中)	32	11.1%
合計	288	100.0%

○震災特例の適用回数(予定を含む)

震災特例の適用回数 (H27.10.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
(適用無し)	239	83.0%
1回繰り延べ	40	13.9%
2回繰り延べ	4	1.4%
3回繰り延べ	2	0.7%
4回繰り延べ	3	1.0%
合計	288	100.0%

※震災特例等:震災以降、電力供給力を確保するため、継続運転等が必要な場合に、経済産業局産業保安監督部長が1度に12ヶ月を限度とした定検繰り延べの承認を行うもの。このほか、低稼働率の発電所等の定検繰り延べに対する承認がある。

○前回法定定期検査終了後からの運転期間が4年以上経過する、5発電所(2015年10月1日時点)

	発電所名	出力	種別	前回定検終了日
北海道電力	砂川3号機	12.5万kW	石炭	H23.6.14
	姫路第二既設5号機	60万kW	LNG	H22.8.4
関西電力	相生3号機	37.5万kW	石油	H22.7.13
	南港1号機	60万kW	LNG	H22.7.1
	赤穂2号機	60万kW	石油	H23.6.10

1. 火力の定期検査時期の調整について(2/2)

- 設備の信頼度維持の観点や定検スケジュールの関係から2015年度冬季における定検等が不可避となる一部の発電所は定期検査を実施(8社計40機)。
- 北海道電力については、設備の信頼度維持を確認した結果、定検を繰り延べ、2015年度冬季に定期検査は実施しない。

○2015年度冬季(1・2月)に定期事業者検査等に入る予定の火力発電所(8社計40基)

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
東北電力	秋田4号機	60万kW	石油	1/23～7/3	発電機及びボイラー等の点検・補修が必要であるため。
東京電力	横浜5号機	18万kW	LNG	11/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	横浜8-3軸	35万kW	LNG	9/1～1/10	ガスタービン・蒸気タービンの更新工事に伴う停止。
	横浜8-4軸	35万kW	LNG	1/6～5/9	ガスタービン・蒸気タービンの更新工事に伴う停止。
	五井1号機	27万kW	LNG	12/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	五井4号機	27万kW	LNG	1/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	袖ヶ浦4号機	100万kW	LNG	9/11～1/19	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	富津1-2軸	17万kW	LNG	1/15～2/11	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-1軸	17万kW	LNG	2/1～7/29	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-2軸	17万kW	LNG	1/11～2/5	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-3軸	17万kW	LNG	9/30～1/26	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津3-4軸	38万kW	LNG	10/15～2/9	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津4-1軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	8月16日に発生した火災の原因究明のため停止。
	富津4-2軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	4-1軸の不具合を踏まえた安全停止。
	富津4-3軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	4-1軸の不具合を踏まえた安全停止。
	品川1-1軸	38万kW	LNG	2/3～2/13	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	千葉2-2軸	36万kW	LNG	1/18～3/19	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	広野4号機	100万kW	石油	1/25～4/13	発電機及びボイラー等の点検・補修が必要であるため。

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
中部電力	新名古屋7-4号機	24.3万kW	LNG	1/23～4/22	蒸気タービン動翼の修理等が必要であるため。
	新名古屋8-3号機	40万kW	LNG	2/27～3/14	ガスタービン燃焼機の部品修理等が必要であるため。
	四日市4-1号機	11.7万kW	LNG	2/27～4/30	ガスタービン制御装置の取替等が必要であるため。
	四日市4-3号機	11.7万kW	LNG	9/19～1/7	ガスタービン制御装置の取替等が必要であるため。
	知多6号機	85.4万kW	LNG	11/14～5/2	タービンロータの修理等が必要であるため。
	知多第二1号機	85.4万kW	LNG	2/6～7/24	蒸気タービン低圧ロータの取替等が必要であるため。
	碧南5号機	100万kW	石炭	9/25～2/1	主要蒸気管修理等が必要であるため。
	上越1-1号機	57.5万kW	LNG	1/6～2/14	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
	上越1-2号機	57.5万kW	LNG	10/17～1/5	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
	上越2-1号機	57.5万kW	LNG	2/15～3/25	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
関西電力	相生1号機	37.5万kW	石油	10/1～5/18	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	相生3号機	37.5万kW	石油	2/11～8/30	ボイラー自動制御装置等の補修が必要であるため。
	南港1号機	60万kW	LNG	2/27～7/14	発電機等の補修が必要であるため。
	舞鶴1号機	90万kW	石炭	2/28～7/22	ボイラー等の補修が必要であるため。
	海南2号機	45万kW	石油	12/26～1/2	主要変圧器絶縁油内の可燃性ガスの脱気処理が必要であるため。
	姫路第二6号機	46万kW	LNG	1/4～1/27	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
北陸電力	富山新港石炭2号機	25万kW	石炭	2/20～6/20	タービンの点検・補修が必要なため。
中国電力	下関2号機	40万kW	石油	1/8～4/6	経年化したタービンの補修が必要であるため。
	柳井2-2号機	19.8万kW	LNG	11/20～1/8	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
	柳井2-4号機	19.8万kW	LNG	8/29～2/20	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
四国電力	西条2号機	25万kW	石炭	2/27～5/23	蒸気タービンの補修等が必要であるため。
九州電力	相浦1号機	38万kW	石油	12/6～1/3	ボイラー等の補修が必要なため。

2. 長期停止火力の稼働(1/2)

- 震災以降、2015年度冬季までに長期停止火力*の稼働を実施(6社14基)。
- なお、東京電力の鹿島1～4号及び横須賀1号GT、2号GT、3、4号については、設備の劣化が著しいため、再度、長期停止している。

運転年数が相当程度経過した発電所について、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止

①既に再稼働している長期停止火力

2015年10月1日時点

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号	35万kW	LNG	42年
中部電力	知多第二2号GT	15万kW	LNG	18年
関西電力	海南2号	45万kW	石油	45年
四国電力	阿南2号	22万kW	石油	46年
九州電力	苅田新2号	38万kW	石油	43年
合計		155万kW		

②震災後の再稼働等により設備の劣化が著しいため長期停止した火力

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1～4号	各60万kW	石油	42～44年	被災から復帰した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より順次長期停止。
	横須賀1号GT、2号GT、3・4号	3、14、35、35万kW	LNG,石油	22～50年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止中。
中部電力	武豊2号	38	石油	42年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止。運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。リプレースに伴い2015年4月1日より長期停止中。
合計		365万kW			

2. 長期停止火力の稼働(2/2)

○ 残りの発電所は主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備・部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により再稼働できていない。

③設備の劣化が著しいため、再稼働できていないもの

2015年10月1日時点

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	44～47年	5～11年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事が必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	14年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理が必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	7年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理が必要。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	38年	10年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査が必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	26,25年	14,11年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	14年	3年	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事が必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	52年	13年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替が必要。
合計		463万kW				

3. 火力等の供給力の主な増減要因(対2014年度冬季)

○ 2014年10月の電力需給検証小委員会で示した供給力と比較して、新設等によりさらに供給力として見込める予定の主な火力発電所等及び、廃止等により供給力として見込めなくなった主な火力発電所等は以下のとおり。また、電源開発松浦2号機は定期検査中の落下事故から今年6月に供給力100.0万kWで完全復旧(昨年8月に供給力38.7万kWで仮復旧)。

(新設等)

電力会社名	号機	発電区分	運開予定時期	定格出力	備考
北海道電力	京極2号	揚水	H27.11	20.0万kW	新設、H27.11に営業運転開始予定。
東北電力	新仙台3-1号	LNG	H27.12	49.0万kW	新設、H27.12に営業運転開始予定。
東京電力	川崎2-2号	LNG	H28.1	66.5万kW	新設、H28.1に営業運転開始予定。
九州電力	川内1号	原子力	H27.9	89.0万kW	再稼働、H27.9に通常運転開始済み。
電源開発	松浦2号	石炭	H27.6	100.0万kW	トラブルからの復旧、H27.6に仮復旧(38.7万kW)から完全復旧。

(廃止等)

電力会社名	号機	発電区分	廃止時期	定格出力	備考
東北電力	新仙台1号	石油	H27.9	35.0万kW	老朽化に伴いH27.9に廃止済み。
中部電力	武豊2号	石油	H28.3	37.5万kW	リプレイスに伴いH27.4から長期停止中。H28.3に廃止予定。
中部電力	武豊3号	石油	H28.3	37.5万kW	リプレイスに伴いH27.4から長期停止中。H28.3に廃止予定
四国電力	坂出2号	石油	H27.8	35.0万kW	リプレイスに伴いH27.8に廃止済み。

4. 自家発購入について

- 北海道電力においては、自家発設備の補修等により、昨年度に比べ、電気の購入量を減少。
- 東北電力、関西電力においては、新規電源の運開や、自家発事業者の自家需要の増加に伴い、昨年度に比べ、自家発事業者からの昼間の電気の購入量を減少。

○2015年度冬季(1月)における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	19万kW (20万kW)	11万kW (10万kW)	57万kW (135万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (64万kW)	5万kW (4万kW)	13万kW (13万kW)	14万kW (14万kW)	8万kW (7万kW)	202万kW (266万kW)

()は夜間

(参考)2014年度冬季(1月)の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	23万kW (19万kW)	15万kW (4万kW)	49万kW (163万kW)	0万kW (0万kW)	78万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	14万kW (14万kW)	12万kW (12万kW)	7万kW (7万kW)	201万kW (285万kW)

()は夜間

5. 緊急設置電源の設置及び火力の増出力について

①緊急設置電源

○震災以降、東北電力、東京電力管内を中心に、緊急設置電源を大量導入。

○東京電力においては、2014年度までに全ての緊急設置電源を廃止。東北電力においては、東新潟港3号系列(GT:5.4万kW)、新潟6号(GT:3.4万kW)を廃止。

②火力の増出力

○過負荷運転や炭種変更等による火力の増出力については、東京電力等の減少により、9社計で減少。

○緊急設置電源の活用見込み(2015年度冬季(1月))

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	67万kW	-	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	89万kW

(参考)2014年度冬季(1月)における緊急設置電源の活用見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	74万kW	-	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	96万kW

○火力の増出力見込み(2015年度冬季(1月))

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	6万kW	13万kW	59万kW	14万kW	27万kW	6万kW	7万kW	3万kW	12万kW	147万kW

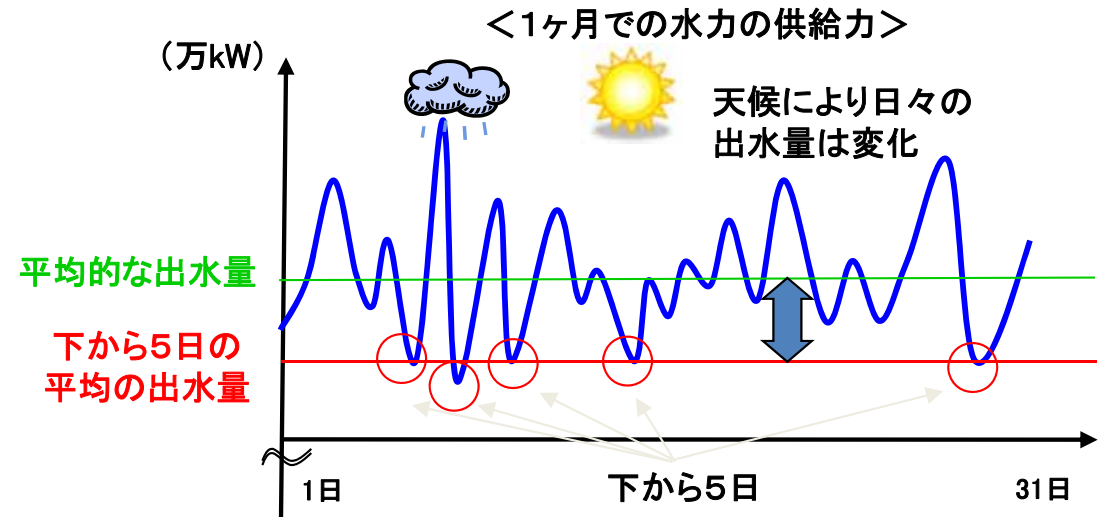
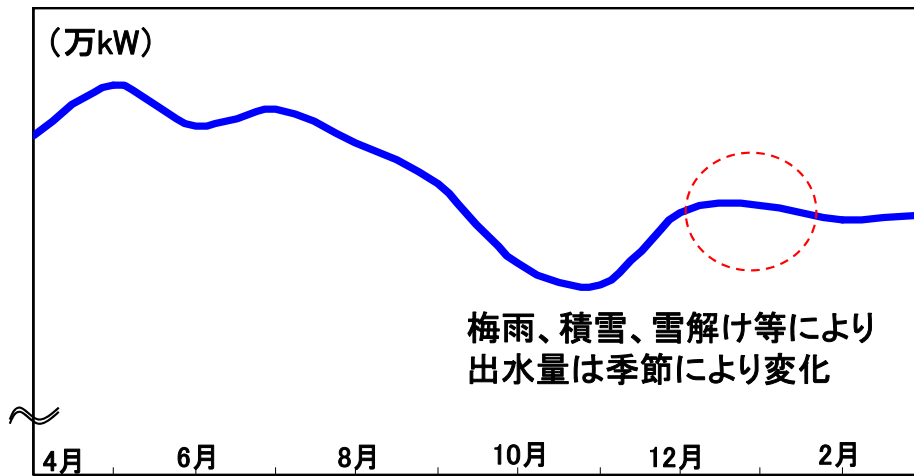
(参考)2014年度冬季(1月)における火力の増出力見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	7万kW	14万kW	87万kW	14万kW	20万kW	6万kW	7万kW	3万kW	14万kW	172万kW

6. 水力・揚水発電について(1/2)

- 水力発電には、自流式水力と貯水池式水力があり、その合計値が供給力となる。
- 自流式水力は、降雨等により出水量が日々変化するため、月毎(12~3月)に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値を安定的に見込める供給力として評価。(30サンプル中、下位5日)
- 貯水池式水力は、補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価。

【水力発電の供給力の計上方法】 ＜年間での水力の供給力＞



○水力の供給力見込み 2015年度(1月)

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	68.6 (46.3)	158.8 (142.0)	191.8 (72.1)	84.1 (70.4)	218.2 (154.3)	113.2 (35.5)	44.3 (44.3)	48.5 (28.6)	81.4 (50.2)	1,008.9 (643.7)

()内は自流式水力の値

(参考)2014年度冬季(1月)の供給力

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	72 (50)	158 (140)	211 (101)	88 (76)	215 (145)	117 (35)	45 (45)	43 (28)	69 (49)	1,018 (669)
供給力実績	74 (50)	188 (175)	182 (99)	159 (146)	249 (193)	155 (65)	60 (60)	52 (36)	84 (59)	1,202 (881)

7. 水力・揚水発電について(2/2)

○ 2015年度冬季は、一部の発電所が設備の信頼度維持の観点から2015年度冬季における定検が不可欠なため、定期検査を実施(7社計31基)

○2015年度冬季(1・2月)に定期事業者検査に入る予定の水力・揚水発電所

出力1万kW以上

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
北海道電力	金山	2.5万kW	水力	10/1-4/8	水車羽根を操作するシールパッキングが寿命に達することから、水車発電機の分解修繕を実施する必要があるため。
	右左府	2.5万kW	水力	12/1-3/18	電力ケーブル等の取替工事及び劣化に伴う取水口制水門水密部等の修繕工事を実施する必要があるため。
	日高	1.0万kW	水力	10/1-4/22	放水路を覆うコンクリートが変形しているため、修繕工事を実施する必要があるため。
	七飯	1.0万kW	水力	2/18-2/29	灌漑用放流弁の振動増に伴う放流弁の取替を実施する必要があるため。
東北電力	第二沼沢1, 2号	23万kW×2	揚水	2/22-3/6 8/17-3/28	経年に伴う水車発電機の分解点検・摩耗部修繕などを実施中。
東京電力	矢木沢2号	8万kW	揚水	10/1-3/31	経年に伴う変圧器修理が必要なため。
	安曇4号	10万kW	揚水	10/1-3/31	経年に伴う軸受点検修理が必要なため。
	安曇6号	10万kW	揚水	8/21-3/31	経年に伴う軸受点検修理が必要なため。
	今市3号	35万kW	揚水	11/27-6/30	保安規定に則ったポンプ水車発電電動機点検修理を行うため。
	塩原1～3号	30万kW×3	揚水	12/8-1/8	八汐ダム減水深測定に伴う停止。
	葛野川2号	40万kW	揚水	1/25-1/29	経年に伴う下部軸受潤滑油ポンプ修理が必要なため。
中部	奥美濃3～5号	25万kW×3	揚水	9/26-3/16, 9/11-5/20, 2/29	経年によるオーバーホールを実施する必要があるため。
	畑薙第一2号	3.5万kW	揚水	1/9-1/12	発電機絶縁診断等を実施する必要があるため。
	高根第一3号	7.8万kW	揚水	1/16-1/18, 2/29	発電機の遠隔制御装置の部品取替を実施(1/16-1/18)する必要があるため。 保護盤不具合対策を実施(2/29)する必要があるため。

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
関西電力	奥吉野4, 5号機	20.1万kW×2	揚水	9/23-3/11	同期遮断器の取替を実施する必要があるため。
	奥多々良木1, 2号機	30.3万kW×2	揚水	2/29-H31/2 10/1-H29/12	深夜帯の周波数調整力対策のため、可変速化の工事が必要であるため。
	伊奈川1号機	4.07万kW	水力	9/1-2/3	水車部品における土砂磨耗が著しいことから取替を実施中。
	黒部川第二1号機	2.4万kW	水力	H26/9-H29/5	経年に伴う水車発電機の取替を実施中。
	黒部川第三1号機	2.7万kW	水力	10/1-6/30	土砂流入に伴う水車ランナの摩耗等の対策工事を実施する必要があるため。
	小原2号機	1.52万kW	水力	12/2-6/12	軸受け部品における温度上昇に伴う取替が必要であるため。
	下小鳥1号機	14.2万kW	水力	11/1-4/10	水車部品の摩耗による不具合等の対策工事が必要であるため。
中国電力	俣野川3号機	30.0万kW	揚水	11/7-7/4	経年に対応した水車及び発電機の細密点検を実施する必要があるため。
	新成羽川1号機	7.7万kW	揚水	2/4-3/25	経年に対応した制御装置の補修が必要であるため。
九州電力	小丸川3号機	30.0万kW	揚水	10/15-6/8	水車及び発電機部品の摩耗、劣化の進展に伴う解体修繕工事を実施する必要があるため。

8. 揚水発電について

○ 揚水発電については、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化。一般的に、必要なピーク時における揚水発電の供給力(kW)は、以下の2つの要素で決まる。

- ・発電可能量(夜間電力を使って汲み上げる水量により決定:kWh)を
- ・発電時間(昼間に発電しなければいけない時間:h)で除したもの

○2015年度冬季は北海道電力において京極2号機が新設されたため、昨年度から設備容量は+20万kWとなっているが、ロードカーブが平坦で汲み上げ量が減少し、供給力としては+8万kWとなっている。

(万kW)

電力会社名	設備容量 (①)	2015年度冬季(1月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2014年度冬季 (1月)の供給力見通し
北海道	80	67	・冬季は、夜間の需要も高く、ロードカーブが平坦であることから汲み上げ量が減少し、上部ダムを満水にできない。 ・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。	59
東北	71	48	・第二沼沢2号機(23万kW)が補修停止。	71
東京	1,140	800	・塩原発電所(90)等が補修停止。 ・放水時間が約16時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない	860
中部	433	284	・奥美濃1,2号機(計50)等が補修停止。 ・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができないため。	287
関西	488	285	・奥吉野4, 5号機(40)、奥多々良木1, 2号機(計61)等が補修停止。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	268
北陸	11	11	—	5
中国	212	96	・俣野川3号機(計30)及び新成羽川1号機(7.7)が補修停止 ・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	103
四国	69	38	・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができないため。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	37
九州	230	183	・小丸川3号機(30)が補修停止。 ・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電は出来ない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	175
合計	2,734	1,812		1,862

9. 太陽光発電について

- 冬季はピーク時間帯が夕方となる地域が多いため、太陽光発電は基本的に供給力として見込めない。
- ただし、中部電力管内についてはピーク時間帯が午前中(9～10時)となるため、供給力が計上可能。

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見通し	0.0	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1
想定最大需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	18-19時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	—

(参考)2014年度冬季の見通し及び実績

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見通し	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1
供給力実績	0.0	0.0	0.0	138.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138.8
(最大需要日時)	12/16 16-17時	12/17 17-18時	2/5 17-18時	12/18 10-11時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	2/9 19-20時	—

10. 風力発電について

- 風力発電の供給力は、最大電力需要発生時にも天候の影響により出力がゼロとなることがあるため、安定的に見込める供給力分として、水力発電と同様に、各月の下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(4~9年間)で平均した値を計上。
- 2015年度冬季(1月)は、設備容量298.5万kWに対し、安定的に見込める供給力として12.3万kWを計上。

○風力発電の供給力(2015年度1月)

(万kW,%)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力(万kW)		1.5	6.1	1.9	0.0	0.4	0.1	0.6	0.7	1.0	12.3
内訳	設備容量(万kW)	31.8	81.8	40.6	24.2	13.4	15.1	30.1	14.5	47.0	298.5
	出力比率(%)	4.8%	7.4%	4.5%	0.2%	2.7%	0.5%	2.1%	4.5%	2.0%	-
	発電実績データ期間	9年	8年	4年	4年	7年	7年	4年	8年	9年	-

(参考)2014年度冬季の見通し試算及び実績

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算(万kW)	1.6	5.6	2.0	0.1	0.4	0.1	0.5	0.7	1.1	12.1
供給力実績	19.5	32.0	1.4	12.6	4.9	5.4	10.6	4.6	19.8	110.8
(最大需要日時)	12/16 16-17時	12/17 17-18時	2/5 17-18時	12/18 10-11時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 18-19時	-

10. 地熱発電について

- 地熱発電については、安定的に見込める供給力として評価。
- 2015年度冬季は、9社計で昨年度並みの供給力を見込む。

○地熱発電の供給力(2015年度1月)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
地熱供給力(万kW)	2	13	0	—	—	—	—	—	17	32

(参考)2014年度冬季の見通し及び実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見通し(万kW)	2	13	0	—	—	—	—	—	17	32
供給力実績(万kW)	2	13	0	—	—	—	—	—	16	31
(最大需要日時)	12/16 16-17時	12/17 17-18時	2/5 17-18時	12/18 10-11時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 18-19時	—

(参考)再生可能エネルギー等の算定手法について

	概要	対象期間	対象日	データ処理	データ諸元
水力発電 (うち自流式 ¹⁾)	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	各月の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績(kW)
太陽光発電	各月の上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、下位5日の平均	20年間	各月の上位3日の電力需要発生日(3日)	60サンプル中、下位5日で評価	アメダスの日射量データより算出した出力比率
風力発電 ²	各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(4~9年間)で平均した値	把握可能な期間(4~9年間)	月毎の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率

- 1 貯水池式は補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として計上。
- 2 風力発電については、2013年度冬季の見通しより、供給力として計上。

4. 2015年度冬季の電力需給バランス表 (9電力会社)

1. 2015年度冬季の電力需給見通し

○2015年度冬季の電力需給は、厳寒 となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力管内でも電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通し。

2011年度並の厳寒を想定し、直近の経済見通し、2013年度冬季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。
(北海道電力及び沖縄電力管内は厳寒であった2010年度、東北電力及び東京電力管内は2013年度)

【1月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,799	543	1,416	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,259	117
②供給力	7,214	622	1,516	5,076	8,955	2,496	2,604	567	1,151	535	1,602 ¹	16,170	176
②供給-①需要 (予備率)	415 (6.1%)	79 (14.5%)	100 (7.1%)	236 (4.9%)	495 (5.9%)	140 (6.0%)	108 (4.3%)	38 (7.3%)	84 (7.8%)	38 (7.5%)	87 (5.8%)	911 (6.0%)	59 ² (50.0%)

【2月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
②供給力	7,222	619	1,493	5,110	8,919	2,499	2,579	557	1,170	528	1,586 ¹	16,141	168
②供給-①需要 (予備率)	431 (6.3%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	270 (5.6%)	459 (5.4%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	71 (4.7%)	890 (5.8%)	53 ² (46.1%)

1 九州電力については、9月10日に通常運転を開始した川内原発1号機(89万kW)を供給力に計上。

2 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要。

2. 2015年度冬季の電力需給見通しについて(12~3月)

【12月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,316	543	1,373	4,400	8,081	2,297	2,410	503	987	497	1,387	14,397	113
②供給力	7,142	631	1,456	5,055	8,601	2,426	2,531	554	1,097	515	1,478	15,743	172
②供給-①需要 (予備率)	826 (13.1%)	88 (16.2%)	83 (6.1%)	655 (14.9%)	520 (6.4%)	129 (5.6%)	121 (5.0%)	51 (10.1%)	110 (11.1%)	18 (3.7%)	91 (6.6%)	1,346 (9.3%)	59 (52.1%)

【1月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,799	543	1,416	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,259	117
②供給力	7,214	622	1,516	5,076	8,955	2,496	2,604	567	1,151	535	1,602	16,170	176
②供給-①需要 (予備率)	415 (6.1%)	79 (14.5%)	100 (7.1%)	236 (4.9%)	495 (5.9%)	140 (6.0%)	108 (4.3%)	38 (7.3%)	84 (7.8%)	38 (7.5%)	87 (5.8%)	911 (6.0%)	59 (50.0%)

【2月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
②供給力	7,222	619	1,493	5,110	8,919	2,499	2,579	557	1,170	528	1,586	16,141	168
②供給-①需要 (予備率)	431 (6.3%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	270 (5.6%)	459 (5.4%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	71 (4.7%)	890 (5.8%)	53 (46.1%)

【3月】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,111	505	1,316	4,290	7,643	2,193	2,261	501	963	431	1,294	13,754	112
②供給力	7,042	594	1,403	5,045	8,273	2,369	2,331	551	1,037	486	1,499	15,315	172
②供給-①需要 (予備率)	931 (15.2%)	89 (17.6%)	87 (6.6%)	755 (17.6%)	630 (8.2%)	176 (8.0%)	70 (3.1%)	50 (10.0%)	74 (7.7%)	55 (12.8%)	205 (15.8%)	1,561 (11.3%)	60 (53.4)

3. 電力融通の実施予定

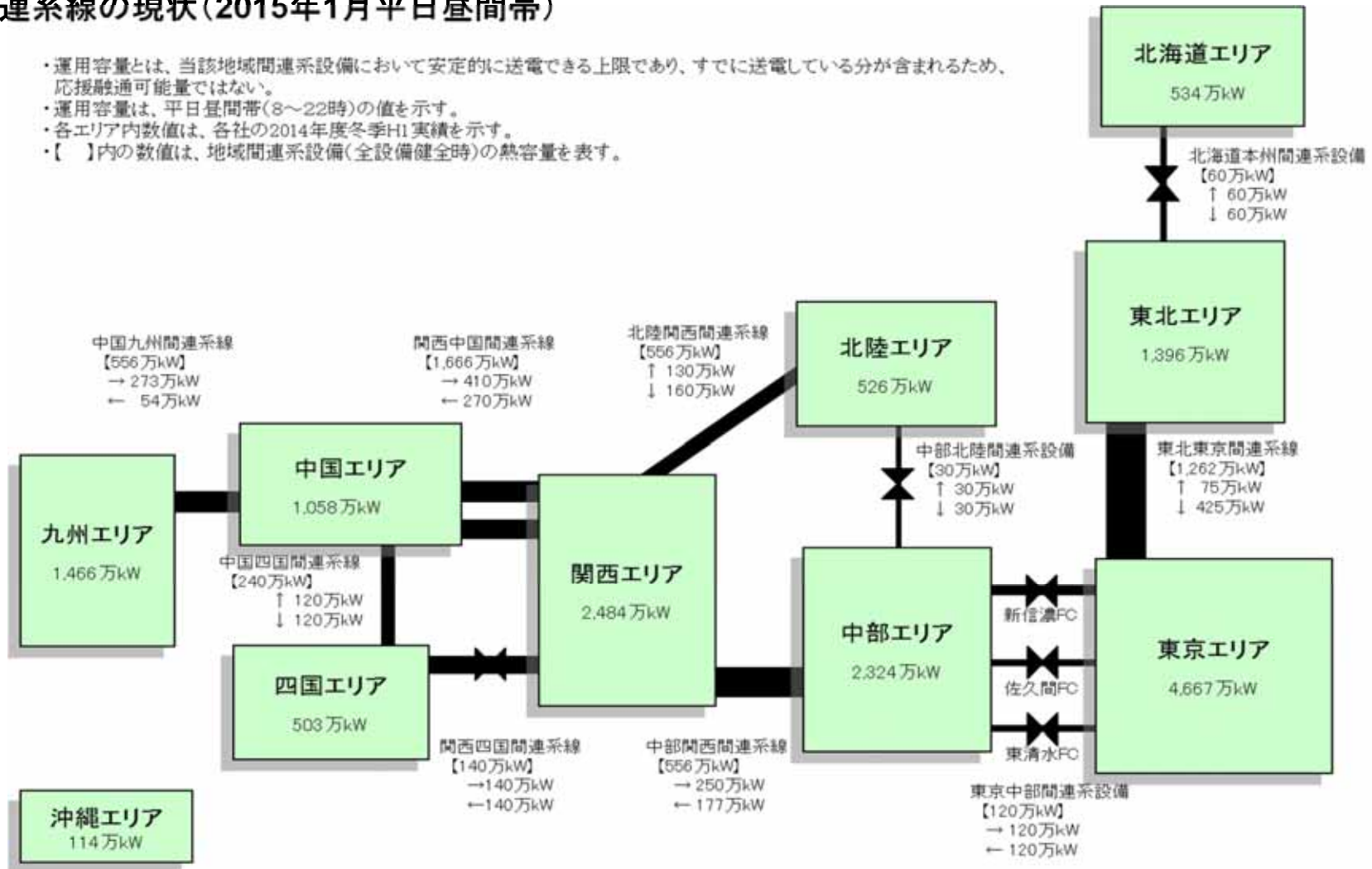
○今冬の需給見通しについて、現時点では各社間の融通を見込んでいない。

○電力会社から提出された報告における現段階で計画されている電力融通

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	—	—	—	—	—	—	—	—	—

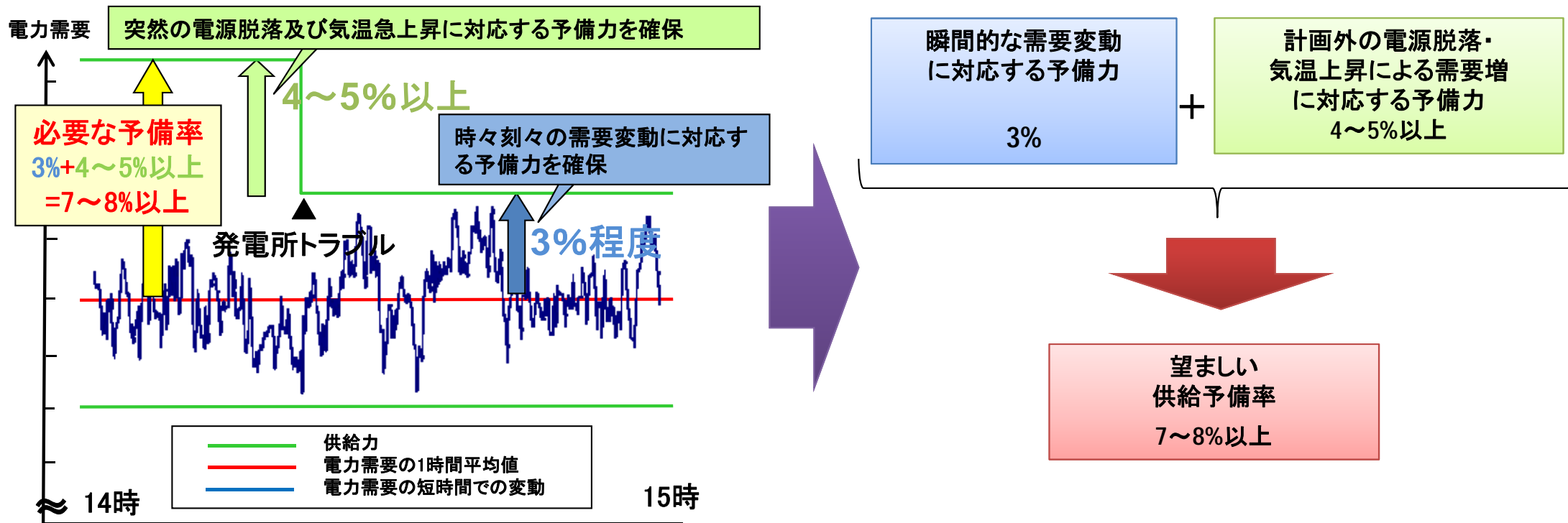
(参考) 地域間連系線の現状(2015年1月平日昼間帯)

- ・運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- ・運用容量は、平日昼間帯(8~22時)の値を示す。
- ・各エリア内数値は、各社の2014年度冬季H1実績を示す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。



(参考) 予備率の考え方

- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも3%の供給予備率を確保することが必要。
- ①計画外の電源脱落、②予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に4~5%以上の供給予備率が必要と考えられる。
- よって安定的な電力供給には7~8%以上の予備率確保が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(平均気温) ^{※1}	▲4万kW/℃	▲21万kW/℃	▲84万kW/℃	▲35万kW/℃	▲40万kW/℃	▲9万kW/℃	▲15万kW/℃	▲7万kW/℃	▲23万kW/℃
過去10年間の平均気温の平均値 ^{※1}	▲6.1℃	▲1.7℃	3.3℃	1.1℃	3.6℃	1.0℃	2.2℃	6.8℃	6.5℃
2011年度 ^{※2} 厳寒の平均気温 ^{※1}	▲7.6℃	▲3.1℃	0.5℃	0.8℃	1.9℃	0.0℃	0.2℃	5.2℃	3.6℃

1 東京は発生時気温、四国・九州は最高気温。

2 北海道は2010年度、東北及び東京は2013年度を採用。 32

全国9社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	3,487	434	246	0	0	89	89
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,097	13,337	13,337
うち常設されている 火力	11,325	12,434	12,107	12,864	12,694	12,899	12,898
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	171	85	149	152
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96.4	89.4	89.4
うち自家発電買取	146	309	283	248	225	202	200
水力(注3)	992	1,167	1,109	1,128	1,202.2	1,009	985.3
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,977	1,825	1,821
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	282	56.5	57.1
地熱	28	31	30	31	31	32.0	32.4
太陽光	-	0	13	25	138.8	12.2	13.1
風力	-	7	90	91	110.8	12.3	11.6
融通	0	19	50	7	22	0	0
新電力への供給等	▲82	37	0	▲76	▲41	▲145	▲147
供給力 計	17,534	16,561	16,123	16,410	16,538	16,170	16,141
融通前供給力 計	17,534	16,541	16,073	16,403	16,516	16,170	16,141
需要想定(①、②、③加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	14,958	15,259	15,251
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲57	27	▲217	▲349	▲349
②定着節電	-	-	▲227	▲852	▲818	▲724	▲724
③その他(注2)	-	-	-78	210	132	471	463
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,578 (10.5%)	911 (6.0%)	810 (5.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	7.5%	3.0%	2.8%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

東3社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,044	5,942	5,969
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5,488	5,855	5,821	5,741	5,768
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	35	35	32	32	32
うち緊急設置電源	-	155	248	123	89	82	82
うち自家発電買取	72	184	152	124	103	87	87
水力(注3)	472	470	390	437	444	419	401
揚水	690	771	820	818	1,011	915	914
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	69	24.9	24.6
地熱	11	15	14	14	15	15.4	15.4
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	53	48	52.9	9.5	9.2
融通	0	▲1	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲134	26	▲3	▲49	▲50	▲85	▲85
供給力 計	7,919	7,437	7,196	7,405	7,517	7,216	7,223
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,196	7,405	7,517	7,216	7,223
需要想定(①、②、③加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,597	6,799	6,791
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲8	38	▲116	▲190	▲190
②定着節電	-	-	▲60	▲515	▲519	▲466	▲466
③その他(注2)	-	-	▲57	156	33	256	248
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	919 (13.9%)	414 (6.1%)	429 (6.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	3.1%	3.3%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

北海道電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	119	95	0	0	0	0	0
火力	442	451	476	493	479	489	489
うち常設されている 火力	442	447	448	456	447	456	456
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15	15
うち自家発電買取	-	4	14	21	17	19	19
水力(注4)	72	72	65	62	74	69	70
揚水	40	30	40	40	60	67	62
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	22	3.5	4.2
地熱	1	1	2	2	2	2.0	2.0
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	6	4	19.5	1.5	2.2
融通	0	▲29	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲1	2	17	1	1	▲6	▲6
供給力 計	674	621	606	602	635	622	619
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(635)	(622)	(619)
需要想定 (①、②、③加味)	579	568	552	540	534	543	543
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	526	526
①経済影響等	-	-	6	7	4	▲1	▲1
②定着節電	-	-	▲30	▲34	▲40	▲34	▲34
③その他(注3)	-	-	▲3	▲12	▲9	▲1	▲1
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲17	▲17
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	100 (18.8%)	79 (14.5%)	76 (14.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	15.8%	11.5%	11.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	96 (18.3%)	93 (17.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	15.3%	14.7%

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月12日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季1月18日、2013年度1月17日、2014年度12月16日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

東北電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	270	0	0	0	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,330	1,396	1,383
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,211	1,286	1,273
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	32	32	32
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	67	67
うち自家発電買取	9	46	34	30	14	11	11
水力(注4)	184	144	134	184	188	159	156
揚水	25	25	25	48	71	48	42
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	45	19.3	18.0
地熱	10	14	12	12	13	13.2	13.2
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	38	37.5	32	6.1	4.8
融通	0	28	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲104	▲106	▲106
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493
需要想定(①、②、③加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,396	1,416	1,408
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲8	+3	+17	+17
②定着節電	-	-	-	▲35	▲36	▲30	▲30
③その他(注3)	-	-	-	▲32	▲41	▲41	▲49
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	134 (9.6%)	100 (7.1%)	85 (6.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.1%	2.4%	7.5%	9.5%	6.6%	4.1%	3.1%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季1月18日、2013年度2月5日、2014年度12月17日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

東京電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,235	4,056	4,096
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,163	3,999	4,039
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0	0
うち自家発電買取	63	134	104	73	72	57	57
水力(注4)	216	254	191	191	182	192	175
揚水	625	716	755	730	880	800	810
地熱・太陽光・風力	0.3	0.3	8.9	6.5	1.6	2.1	2.4
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	8.7	6.3	1.4	1.9	2.2
融通	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲19	2	33	51	53	26	26
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,352	5,076	5,110
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,352)	(5,076)	(5,110)
需要想定(①、②、③加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,667	4,840	4,840
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	-	▲206	▲206
②定着節電	-	-	-	-	-	▲402	▲402
③その他(注3)	-	-	-	-	-	298	298
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	685 (14.7%)	236 (4.9%)	270 (5.6%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	11.7%	1.9%	2.6%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:2月14日、2011年度冬季:1月20日、2012年度冬季2月19日、2013年度2月14日、2014年度2月5日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中西6社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	1,859	93	246	0	0	89	89
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,053	7,396	7,368
うち常設されている 火力	6,146	7,077	6,619	7,009	6,873	7,158	7,130
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	136	53	117	120
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7.4	7.4	7.4
うち自家発電買取	74	125	131	124	122	115	113
水力(注4)	520	697	719	691	759	590	584
揚水	952	1,005	988	975	966	910	907
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	213	31.6	32.5
地熱	17	16	16	17	16	16.6	17.0
太陽光	-	0	13	25	138.8	12.2	13.1
風力	-	7	37	44	57.9	2.8	2.4
融通	0	20	50	7	22	0	0
新電力への供給等	52	11	3	▲27	9	▲60	▲62
供給力 計	9,615	9,124	8,927	9,005	9,021	8,955	8,919
融通前供給力 計	9,615	9,103	8,877	8,998	8,999	8,955	8,919
需要想定(①、②、③加味)	8,662	8,576	8,090	8,368	8,361	8,460	8,460
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲167	▲337	▲101	▲159	▲159
②定着節電	-	-	▲21	54	▲299	▲258	▲258
③その他(注3)	-	-	-	-	99	215	215
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	0	0
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	659 (7.9%)	495 (5.9%)	459 (5.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	2.9%	2.8%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中部電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	180	0	0	0	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,120	2,137	2,143
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,105	2,122	2,127
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	15	15	15
うち緊急設置電源	0	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0
水力(注3)	111	90	87	92	159	84	82
揚水	314	316	288	301	249	284	283
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	151	12.2	13.1
地熱	0	-	-	-	-	0	0
太陽光	0	-	2	20	139	12.2	13.1
風力	0	-	2	6	13	0	0
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲48	0	0
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲25	▲21	▲21
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,606	2,496	2,499
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,654)	2,496	2,499
需要想定 (①、②、③加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,324	2,356	2,356
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲38	34	15	12	12
②定着節電	-	-	▲65	▲65	▲75	▲65	▲65
③その他(注2)	-	-	19	54	42	67	67
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	282 (12.1%)	140 (6.0%)	143 (6.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季: 1月31日、2011年度冬季: 2月2日、2012年度冬季2月18日、2013年度2月14日、2014年度12月18日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

関西電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	805	93	246	0	0	0	0
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	1,955	2,090	2,079
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,863	1,967	1,953
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	42	45
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	7
うち自家発電買取	57	97	93	88	86	75	75
水力(注4)	142	283	261	240	249	218	215
揚水(注5)	365	359	361	390	388	300	290
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	5	0.4	0.2
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	4	0	0	0
風力	-	-	4	6	5	0.4	0.2
融通	0	100	0	149	35	0	0
新電力への供給等(注6)	97	20	3	7	▲16	▲4	▲5
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,616	2,604	2,579
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,581)	(2,604)	(2,579)
需要想定(①、②、③加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,484	2,496	2,496
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	▲63	▲98	▲98
②定着節電	-	-	-	-	▲118	▲101	▲101
③その他(注3)	-	-	-	-	0	30	30
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	131 (5.3%)	108 (4.3%)	83 (3.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	2.3%	1.3%	0.3%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:2月14日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月19日、2013年度冬季:2月14日、2014年度冬季:12月17日)における実績。

(注3) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注6) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

北陸電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	219	0	0	0	0	0	0
火力	360	442	403	440	394	445	438
うち常設されている 火力	360	440	400	438	391	441	434
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	5	5
水力(注4)	111	118	135	152	155	113	111
揚水	11	9	11	10	5	11	10
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	5	0.1	0.1
地熱	0	0	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	1	0	0	0
風力	0	0	6	7	5	0.1	0.1
融通	0	▲10	0	▲15	0	0	0
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	1	▲2	▲2
供給力 計	624	564	555	564	561	567	557
融通前供給力 計	624	573	555	579	561	567	557
需要想定 (①、②、③加味)	528	526	505	516	526	529	529
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	▲2	▲2	▲3	▲3
②定着節電	-	-	▲18	▲17	▲12	▲10	▲10
③その他(注3)	-	-	1	7	12	14	14
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	35 (6.6%)	38 (7.3%)	28 (5.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	3.6%	4.3%	2.3%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月8日、2013年度冬季:2月5日、2014年度冬季:12月17日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	83	0	0	0	0	0	0
火力	966	1,046	964	1,006	945	1,018	1,024
うち常設されている 火力	965	1,046	954	995	929	1,005	1,014
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	1	1	11	11	17	13	11
水力(注4)	40	51	58	65	60	44	50
揚水	79	83	125	125	107	96	103
地熱・太陽光・風力	0	7	18	5	11	0.6	0.6
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3	0	0	0	0
風力	0	7	15	4.7	10.6	0.6	0.6
融通	0	▲47	0	▲13	0	0	0
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲11	▲8	▲8	▲8
供給力 計	1,196	1,134	1,162	1,176	1,115	1,151	1,170
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(1,189)	(1,115)	(1,151)	(1,170)
需要想定(①、②、③加味)	1,074	1,045	995	1,039	1,058	1,067	1,067
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	▲20	▲18	▲18
②定着節電	-	-	-	-	▲16	▲14	▲14
③その他(注3)	-	-	-	-	20	25	25
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	57 (5.4%)	84 (7.8%)	103 (9.6%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	2.4%	4.8%	6.6%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季12月25日、2013年度2月6日、2014年度12月17日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

四国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	207	0	0	0	0	0	0
火力	412	465	426	457	452	460	451
うち常設されている 火力	412	430	412	443	445	424	415
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	22	22
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	14	14	7	14	14
水力(注4)	41	45	61	52	52	49	51
揚水	38	38	38	34	38	38	38
地熱・太陽光・風力	0	0	9.7	4.0	4.6	0.7	0.5
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3.9	0	0	0.0	0
風力	0	0	5.8	4.0	4.6	0.7	0.5
融通	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注5)	▲60	▲10	▲11	▲17	▲11	▲13	▲13
供給力 計	638	538	524	529	535	535	528
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(535)	(535)	(528)
需要想定(①、②、③加味)	520	522	477	487	503	497	497
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲4	▲6	▲7	▲14	▲14
②定着節電	-	-	▲27	▲27	▲29	▲25	▲25
③その他(注3)	-	-	▲12	0	19	16	16
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	32 (6.3%)	38 (7.5%)	31 (6.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	3.3%	4.5%	3.2%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季2月19日、2013年度2月6日、2014年度12月17日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5) 系統のつながりの関係で、関西電力管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

九州電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	365	0	0	0	0	89	89
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,187	1,245	1,233
うち常設されている 火力	1,088	1,208	1,201	1,196	1,140	1,199	1,187
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4
うち自家発電買取	15	12	11	9	9	8	8
水力(注4)	75	110	117	90	84	81	75
揚水	145	200	165	115	179	183	184
地熱・太陽光・風力	17	16	20	33	36	17.6	18.0
地熱	17	16	16	17	16	16.6	17.0
太陽光	0	0	0	0	0	0	0
風力	0	0	4	16	20	1.0	1.0
融通	0	40	55	35	35	0	0
新電力への供給等	15	6	16	37	68	▲13	▲13
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,554	1,588	1,602	1,586
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,519)	(1,553)	1,602	1,586
需要想定(①、②、③加味)	1,533	1,538	1,423	1,438	1,466	1,515	1515
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲7	▲5	▲24	▲38	▲38
②定着節電	-	-	▲75	▲63	▲49	▲43	▲43
③その他(注3)	-	-	▲28	▲27	+6	+63	+63
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	115 (8.0%)	122 (8.3%)	87 (5.8%)	71 (4.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季2月2日、2012年度2月8日、2013年度2月13日、2014年度12月17日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

沖縄電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	-	-	-	-	-	-	-
火力	144	139	159	154	159	176	168
うち常設されている 火力	144	139	159	154	159	176	168
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	-	-	-	-	-	-	-
水力(注4)	-	-	-	-	-	-	-
揚水	-	-	-	-	-	-	-
地熱・太陽光・風力	-	-	-	-	-	-	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	-	-	-	-	-
風力	-	-	-	-	-	-	-
融通	-	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-
供給力 計	144	139	159	154	160	176	168
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-
需要想定(①、②、③加味)	114	108	106	108	114	117	115
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲6	▲3	2	2
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-
③その他(注3)	-	-	-	0	3	1	▲1
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	46 (40.4%)	59 (50.0%)	53 (46.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	37.4%	47.0%	43.1%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:1月25日、2012年度冬季3月23日、2013年度2月10日、2014年度2月9日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。